**青海省深化新能源上网电价市场化改革实施方案**

为全面贯彻党中央、国务院关于加快构建新型电力系统、健全绿色低碳发展机制决策部署，更好适应新时代能源电力高质量发展要求，健全完善充分反映市场供需的上网电价形成机制，持续增强市场价格对新能源发展的引导作用，有效解决制约能源电力改革和发展中的深层次矛盾，为青海清洁能源产业高地建设注入新动能，根据国家发展改革委、国家能源局《关于深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展的通知》(发改价格〔2025〕136号)，《关于印发〈电力市场计量结算基本规则〉的通知》(发改能源规〔2025〕976号)等文件要求，结合省情实际，制定本实施方案。

**一、基本原则**

(一)推动新能源(风电、太阳能发电,下同)上网电量原则上全部参与电力市场交易，上网电价通过市场交易形成，实现新能源上网电价的全面市场化。

(二)区分存量项目和增量项目，建立新能源可持续发展的价格结算机制，做好存量项目政策衔接，稳定增量项目收益预期，保障政策平稳过渡。

(三)加快电力市场体系建设，强化行业管理、价格机制、绿色能源消费等政策协同，保障电力系统安全稳定运行，有力支撑青海新能源发展规划目标的实现。

(四)坚持责任公平承担，完善适应新能源发展的市场交易和价格机制，推动新能源公平参与市场交易。

**二、改革任务**

(一)推动新能源上网电量全面进入电力市场

省内所有新能源发电项目上网电量原则上全部进入电力市场，上网电价通过市场交易形成。新能源项目可报量报价参与交易，也可接受市场形成的价格。参与跨省跨区交易的新能源电量，上网电价和交易机制按照跨省跨区送电相关政策执行，对应电量不纳入机制电量。

(二)健全电力中长期市场交易和价格机制

完善中长期市场交易规则，缩短交易周期，提高交易频次，实现周、多日、逐日开市。充分考虑新能源出力的不确定性，允许供需双方结合新能源出力特点，合理确定中长期合同的量价、曲线等内容。现货市场连续运行后，新能源参与中长期交易的申报电量上限，按装机容量扣减机制电量对应容量后的最大上网电量确定。完善绿色电力交易政策，省内绿色电力交易中不单独组织集中竞价和滚动撮合交易，申报和成交价格应分别明确电能量价格和相应绿色电力证书(以下简称“绿证”)价格。鼓励新能源发电企业与电力用户签订多年期购电协议，提前管理市场风险，形成稳定供求关系。指导电力交易机构在合理衔接、风险可控的前提下，探索组织开展多年期交易。

(三)完善电力现货市场交易和价格机制

加快推进省内电力现货市场建设，推动新能源公平参与实时市场。做好电力市场信息披露，定期发布同类新能源发电项目市场交易均价。加强事前、事中和事后监管，保障市场出清价格在合理范围内。针对保电时期以及自然灾害影响期等特殊情况明确相应处理机制。适当放宽现货市场限价，申报价格上、下限分别考虑目前工商业用户尖峰电价、新能源在电力市场外可获得的其他收益等因素确定。

(四)建立新能源可持续发展价格结算机制

新能源参与电力市场交易后，建立市场外新能源可持续发展价格结算机制。对纳入机制的电量，市场交易均价低于或高于机制电价的部分，由电网企业按规定开展差价结算，在系统运行费中新增“新能源可持续发展价格结算机制电量差价结算费用”科目，纳入系统运行费，由全体工商业用户公平分摊分享。

2025年6月1日前投产的新能源存量项目，全面保障扶贫、特许经营权、“金太阳”、分散式风电、分布式光伏上网电量，光伏应用“领跑者”基地保障利用小时内上网电量，**具有政策保障性质的光热上网电量**；适当保障部分不带新能源补贴的新能源项目上网电量；机制电价按现行保障性收购价格政策执行，执行期限按照相关政策保障期限确定。

2025年6月1日起投产的新能源增量项目，首年新增纳入机制电量的比例，与现有新能源价格非市场化比例适当衔接；第二年及以后根据国家下达的年度非水电可再生能源电力消纳责任权重完成情况，综合用户承受能力和支持新能源发展需要等因素动态调整。单个项目申请纳入机制的电量，可适当低于其全部发电量。机制电价通过市场化竞价确定，竞价上限通过考虑合理成本收益、绿色价值、电力市场供需形势、用户承受能力等因素确定。初期可以考虑发电成本、避免无序竞争、支持新能源发展需要等因素确定竞价下限。执行期限按照同类项目回收初始投资的平均期限确定。

对纳入机制的电量，电网企业每月按机制电价开展差价结算，机制电价与市场交易均价差额纳入系统运行费用。电力现货市场连续运行前(含现货试结算期间)，市场交易均价原则上按照省内当月(含年度、多月分解)发电侧中长期交易同类电源加权平均价确定。电力现货市场连续运行后，市场交易均价原则上按照月度发电侧实时市场同类电源加权平均价格确定。

优化电力市场交易结算规则，由现行的量差结算模式逐步过渡调整至差价结算模式。纳入机制的电量只进行一次差价结算，机制电量不再参与中长期市场交易。纳入机制的年度电量应分解至月度，各月实际上网电量低于当月分解电量的，按实际上网电量结算，并在年内按月滚动清算。当年已结算机制电量达到年度机制电量规模，当月超出部分及后续月不再执行机制电价。至年底未达到年度机制电量规模的，剩余部分电量不再执行机制电价，且不作跨年滚动。

对纳入机制电价的新能源项目，由发电企业在机制电量规模范围内自主确定年度执行规模，但不得高于上一年;鼓励新能源项目通过设备更新改造升级等方式提升竞争力，主动参与市场竞争;因设备更新改造升级增发电量不纳入机制电价执行范围。

纳入机制的新能源项目，执行期限内可自愿申请退出。新能源项目执行到期、或在期限内自愿退出的，均不再纳入机制电价范围。已纳入机制电价范围，但未在规定时间节点投产的项目，其竞价中标结果作废，不得参与后续竞价。

(五)强化新能源上网电价改革与相关政策协同

强化与能源电力规划的协同，有力支撑新能源发展规划目标。强化与绿证政策的协同，纳入可持续发展价格结算机制的电量，不重复获得绿证收益;绿电交易的绿证收益核算电量，按当月绿色合同电量、扣除机制电量后剩余上网电量以及电力用户用电量三者取小的原则确定。强化与代理购电政策的协同，允许电网企业通过市场化方式采购新能源电量作为居民农业保供用户、相关工商业代理购电来源。强化与市场交易政策的协同，新能源参与市场后因报价等因素未上网电量，不纳入新能源利用率统计与考核。强化与良好营商环境的协同，坚决纠正不当干预电力市场行为，不得向新能源不合理分摊费用，不得将配置储能作为新能源项目核准、并网、上网等的前置条件。强化与新能源补贴政策的协同，现行享受财政补贴的新能源项目，全生命周期合理利用小时数内的补贴标准按照国家相关规定执行。强化与电力中长期、现货、辅助服务等市场政策的协同，完善信息披露、价格监测、成本调查、交易监管等各项制度措施。

**三、保障措施**

(一)加强组织领导

省发展改革委会同国家能源局西北监管局、省能源局根据本实施方案制定配套实施细则，推动各项工作有序开展。国网青海省电力公司搭建竞价平台，配合开展新能源增量项目竞价，做好纳入机制电价项目相关工作。省电力交易中心优化市场注册、交易组织、市场出清、交易结算等业务流程，明确结算数据交互内容及方式，按月发布不同类型电源市场交易均价，做好差价结算机制保障工作。

(二)周密组织实施

省发展改革委、省能源局、国网青海省电力公司要密切关注新能源市场化改革与相关方面的政策协同，确保全省工商业用户电价水平保持平稳。要定期监测新能源交易价格波动情况，及时了解掌握价格波动对行业发展和企业经营等方面的影响，持续优化完善有利于新能源可持续发展的价格结算机制，确保改革政策平稳有序落地。

(三)强化政策引导

省发展改革委、省能源局、国网青海省电力公司要加强对电力交易机构的指导，加强与各类市场主体的沟通交流，主动解决改革中遇到的问题和困难。要充分利用广播、电视、报纸等传统媒体，门户网站、公众号等新媒体，并通过各类培训班、专题会等方式开展政策宣贯，帮助新能源企业熟悉机制规则和流程，提高市场主体意识，提升新能源企业电力市场交易水平，确保改革落实落地、取得实效。

根据国家发展改革委工作时序安排，本方案自2025年9月28日起施行，有效期至2030年9月27日。

附件：

1.青海省新能源可持续发展价格结算机制细则

2.青海省新能源存量项目机制电价实施细则

3.青海省新能源增量项目机制电价竞价细则

**附件1 青海省新能源可持续发展价格结算机制细则**

**第一章 总则**

第一条【制定依据】为加快构建新型电力系统、健全绿色低碳发展机制，推动全省新能源高质量发展，助力国家清洁能源产业高地建设，根据国家发展改革委、国家能源局《关于深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展的通知》（发改价格〔2025〕136号），《关于印发〈电力市场计量结算基本规则〉的通知》(发改能源规〔2025〕976号）等文件要求，结合省情实际，制定本细则。

第二条【实施范围】本细则适用于青海省行政区域内存量和增量新能源项目（风电、太阳能发电，下同）。其中，存量项目是指2025年6月1日前投产的项目，增量项目是指2025年6月1日起投产的项目。

第三条【结算机制】青海省内新能源项目参与电力市场交易后，在市场外建立新能源可持续发展价格结算机制。纳入机制的新能源电量（简称“机制电量”）按同类项目市场化交易均价与纳入机制的新能源电价水平（简称“机制电价”）由电网企业开展差价结算，差价电费纳入省内系统运行费。

第四条【投产认定】“新能源发电项目投产”是指新能源发电项目按照项目核准（备案）容量全部建成并网。新能源项目按投产时间分类进行认定。集中式光伏、集中式风电、光热发电项目以全容量首次并网时间为准，具体参照调度机构启动试运行记录中记载的时间。履行程序分期（批）并网的项目，应在核准（备案）文件中明确分期（批）建设规模及内容，或分别办理核准（备案）文件，实际投产规模与核准（备案）文件中分期（批）建设内容一致的，视为当期（批）项目按照核准（备案）文件全容量并网。分布式光伏项目以电网企业营销系统全容量并网送电时间为准。分散式风电按照并网调度协议记载的信息为准。电力业务许可证或电网企业营销系统并网容量、分散式风电并网调度协议记载容量小于核准（备案）容量，视作项目未全容量并网，需完成全部核准（备案）容量投产或进行核准（备案）容量变更后方可认定为全容量并网。

第五条【职责分工】省发展改革委会同国家能源局西北监管局、省能源局、电网企业及交易机构负责本细则的实施工作。省发展改革委会同省能源局按照国家深化新能源上网电价市场化改革相关要求，结合青海实际制定配套政策，核定新能源项目机制电价水平，明确机制电量规模和执行期限，确定纳入机制电量执行范围的存量项目清单，确保与电力市场规则有序衔接。国家能源局西北监管局负责开展电力市场运行监管。电网企业负责提供新能源存量项目清单、组织增量项目竞价、做好新能源项目机制电价差价协议签订及费用结算工作。电力交易机构负责月度同类型电源市场交易均价计算、相关信息披露等工作。各相关市场主体应当按政策要求提供真实、必要的资料，依法依规参与电力市场交易。

**第二章 机制电量和电价**

第六条【存量项目】新能源上网电价市场化改革前具有保障性质的存量项目纳入我省存量项目机制电量规模。为保障平稳过渡，对2021年1月1日以后投产且不带新能源补贴的风电和光伏项目，适度给予机制电量进行保障，按装机容量等比例分配。机制电价水平衔接现行电价水平。

第七条【增量项目】首年新增纳入机制的电量规模通过现有新能源非市场化比例与促进新能源企业投资等因素综合确定。后续年份电量规模综合年度非水可再生能源电力消纳责任权重完成情况、用户承受能力和支持新能源发展需要确定。纳入机制电量的项目、电量规模和电价水平通过市场化竞争的方式形成。

**第三章 结算方式**

第八条【执行电量】单个项目每年纳入机制的电量按竞价通知明确的比例分解至月度，实际上网电量低于当月分解电量的，按实际上网电量结算，并在年内滚动清算。当月累计已结算机制电量达到年度机制电量规模的，当月超出部分及后续月不再执行机制电价。至年底仍未达到年度机制电量规模的，剩余部分电量不再执行机制电价，且不进行跨年滚动。

第九条【差价结算】纳入机制的电量，由电网企业每月按机制电价开展差价结算，低于或高于市场交易均价的差价电费纳入系统运行费，由省内全体工商业用户公平分摊分享。其他形式的差价结算按照国家发展改革委有关要求执行。

计算公式：机制电量差价电费=机制电量×（机制电价-同类型新能源市场交易均价）

同类型新能源市场交易均价：电力现货市场未连续运行前（含现货试结算期间），按照省内当月（含年度、多月分解电量）发电侧中长期交易同类项目加权平均价确定。电力现货市场连续运行后，按照青海电力现货市场当月发电侧实时市场同类项目加权平均价确定。具体市场交易均价由电力交易机构按月发布。

第十条【结算周期】新能源机制电价差价电费以自然月为周期，纳入新能源项目当月上网电费。电网企业应当按照相关结算要求，在上网电费结算单中详细列明差价协议电量、机制电价、月度市场交易均价及差价电费结算金额，开展电费结算、支付。

**第四章 执行期限**

第十一条【存量项目】具有保障性质的存量光伏、风电项目，按照政策开始执行时剩余全生命周期合理利用小时数对应年份与投产满20年对应年份两者较早者确定。不带新能源补贴的光伏、风电项目执行期6年，自2026年1月1日起计。**光热项目执行期按投产满25年确定。**执行期限到期后，新能源项目对应的机制电量规模自动从全省机制电量规模移出。

第十二条【增量项目】增量新能源项目机制电价执行期限按照同类项目回收初始投资的平均期限等因素确定，在每年竞价通知中发布。

第十三条【容量变更】机制电价执行期内的新能源项目通过改造升级增容的，改造升级工期纳入机制电价执行期限，改造升级完成后，年度机制电量规模不作调增。减少装机容量的，按减容比例扣除机制电量。机制电量规模或经营主体发生变更的，应与电网企业重新签订差价协议。

第十四条【退出机制】新能源项目在机制电价执行期限内，可向省发展改革委申请退出机制或减少机制电量。退出机制的，经同意后次月起不再执行机制电价；减少机制电量的，需在每年差价协议续签30日前提出申请，批准后由电网企业完成协议签约调整，自下一年度1月1日起按照调整后的差价协议执行，减少的机制电量不再纳入后续机制电量执行范围。

第十五条【信息报送】电网企业完成月度机制电量差价电费结算后，应按月跟踪、动态调整当年所有参与差价结算的新能源项目年度剩余机制电量，根据省发展改革委要求，按需做好信息报送。

**第五章 附则**

第十六条 本细则相关规定如遇国家政策调整，按国家政策执行。省内现行政策规定与本细则不符的，以本细则为准。

第十七条 本细则由省发展改革委、国家能源局西北监管局、省能源局按职责分工解释。

**附件2 青海省新能源存量项目机制电价实施细则**

**第一章  总则**

第一条【制定依据】为平稳有序推进新能源存量项目上网电价市场化改革，根据国家发展改革委、国家能源局《关于深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展的通知》（发改价格〔2025〕136号），《关于印发<电力市场计量结算基本规则>的通知》(发改能源规〔2025〕976号）等文件要求，结合省情实际，制定本细则。

第二条【机制电量】扶贫、特许经营权、“金太阳”、分布式光伏、分散式风电电量全额纳入机制电量范围。光伏应用“领跑者”项目按照年发电利用小时数1500小时纳入机制电量范围。2021年1月1日以后投产且不带新能源补贴的光伏项目按装机容量等比例分45亿千瓦时机制电量；2021年1月1日以后投产且不带新能源补贴的的风电项目按装机容量等比例分配6.4亿千瓦时机制电量。2025年5月31日前并网且不带新能源补贴的光热项目，纳入机制电量的年利用小时数1520小时；**已纳入2021、2022年全省新能源开发建设方案本地消纳的光热项目、已纳入2024年至2028年底全省年度光热发电示范开发计划的光热项目,纳入机制电量的年利用小时数根据设计储热时长及单位储热时长年利用小时数确定，单位储热时长年利用小时数为190小时。存量机制电量项目清单由省能源局会同省发展改革委确定。**

第三条【机制电价】扶贫、特许经营权、光伏应用“领跑者”、分散式风电、不带新能源补贴项目机制电价水平按照我省新能源补贴基准价0.2277元/千瓦时执行；“金太阳”项目按照我省脱硫燃煤机组标杆电价0.3127元/千瓦时执行；分布式光伏、**光热项目按照现行价格政策执行**。

第四条【执行期限】扶贫、特许经营权、光伏应用“领跑者”、“金太阳”、分布式光伏、分散式风电项目，按照政策开始执行时剩余全生命周期合理利用小时数对应年份与投产满20年对应年份两者较早者确定。不带新能源补贴的光伏、风电项目执行期6年，自2026年1月1日起计。**光热项目执行期按投产满25年确定。执行期限到期后，新能源项目对应的机制电量规模自动从全省机制电量规模移出。**

风电、光伏项目全生命周期合理利用小时数分别为36000小时（风电四类资源区）、32000小时（光伏一类资源区）、26000小时（光伏二类资源区）。其中国家确定的光伏“领跑者”基地项目全生命周期合理利用小时数在上述基础上增加10%，即35200小时（光伏一类资源区）。

全额上网的存量新能源项目，已利用的小时数=并网以来全部上网电量÷装机容量。执行机制电价前剩余利用小时数=全生命周期合理利用小时数-已利用小时数。执行机制电价后，剩余利用小时数=执行机制电价前剩余利用小时数-（机制电价执行期内全部上网电量÷装机容量）。

余电上网的存量新能源项目，相关利用小时数均按全发电量与装机容量计算确定。

**第二章 实施流程**

第五条【流程标准】按照“确认—公示—签约—结算”标准化流程开展工作，确保公开、公平、公正。

第六条【信息确认】电网企业收集存量项目市场主体信息，并组织各相关市场主体在规定期限内就相关信息进行修改、完善、确认，确保信息完整、准确。

第七条【审核公示】信息确认结束后，经省发展改革委审核、批准，电网企业对纳入机制的项目和电量进行公示，公示期5个工作日，对公示结果有异议的，应当在公示期内向省发展改革委提出，并提供相关证明材料。公示期内未提出异议的，视为认可审核结果。

第八条【协议签订】公示完成后，由电网企业择期组织经营主体在相关信息平台签订差价协议。经营主体在协议模板基础上确认项目机制电量、机制电价等信息，并按要求填报机制电量执行方式。电网企业复核、确认后完成协议签订。公示项目逾期未签订协议的，视为自愿参与。

第九条【结算方式】按照《青海省新能源可持续发展价格结算机制实施细则》相关要求执行。

**第三章 保障机制**

第十条 存量项目经营主体应严格遵守国家相关规定及电力市场规则，积极主动参与市场竞争，自觉维护市场秩序，依法合规参与电力市场交易。电网企业要严守保密规定，做好组织工作。

**第四章 附则**

第十一条 本细则相关规定如遇国家政策调整，按国家政策执行。省内现行政策规定与本细则不符的，以本细则为准。

第十二条 本细则由省发展改革委、国家能源局西北监管局、省能源局按职责分工解释。

**附件3 青海省新能源增量项目机制电价竞价细则**

**第一章  总则**

第一条【制定依据】为进一步做好我省新能源增量项目上网电价市场化改革工作，推动新能源高质量发展，根据国家发展改革委、国家能源局《关于深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展的通知》（发改价格〔2025〕136号），《关于印发〈电力市场计量结算基本规则〉的通知》(发改能源规〔2025〕976号）等文件要求，结合省情实际，制定本细则。第二条【实施范围】本细则新能源增量项目指2025年6月1日起全容量投产的风电、太阳能发电项目。

**第二章  竞价主体**

第三条【组织主体】新能源增量项目竞价工作由省发展改革委会同省能源局组织，电网企业负责具体实施，国家能源局西北监管局负责电力市场运行监管。

第四条【申报主体】首年申报主体为2025年6月1日起，至2025年12月31日全容量投产的项目。后续年份申报主体为2025年6月1日起全容量投产和下一年度全容量投产，且未纳入过机制电价执行范围的项目。分散式风电、分布式光伏项目可直接参与或委托竞价代理商参与申报。

第五条【申报条件】竞价申报主体应为具有独立承担民事责任能力和独立签订合同资质的法人、非法人组织或自然人。代理商应为青海电力交易平台注册生效的售电公司（虚拟电厂、负荷聚合商），且与项目主体签订委托代理协议。

第六条【要件要求】已投产的集中式风电、太阳能项目，竞价申报主体应当提供营业执照、项目核准（备案）文件、接入系统设计方案批复意见、并网调度协议、购售电合同、政府认可的电力建设工程质量监督站出具的并网意见书、电力业务许可证等。分散式风电、分布式光伏项目，应提供营业执照(非自然人项目)或居民身份证明(自然人项目)、项目核准（备案）文件、接入系统设计方案报告受理与答复、购售电合同、电力业务许可证（豁免办理的项目需提供并网调度协议）等。

未投产的集中式风电、太阳能项目，竞价申报主体应当提供营业执照、项目核准（备案）文件、项目业主资信证明、项目建设场址使用证明或租赁协议、纳入省级及以上规划或年度实施方案（开发建设方案）的证明文件、项目实施方案、设备供应发票（或其他具备开工条件的证明）等。分散式风电、分布式光伏项目，应提供营业执照(非自然人项目)或居民身份证明(自然人项目)、项目核准(备案)文件、项目并网意向书、土地/屋顶租赁协议或所有权证等。

分散式风电、分布式光伏竞价代理商，竞价申报主体应当提供营业执照、青海电力交易平台注册生效证明、委托代理协议、代理项目清单(项目名称、地址、装机容量等)。被代理项目应按照本细则“分散式风电、分布式光伏项目”相关要求提交材料。

第七条【信用要求】各竞价申报主体在材料申报、竞价过程中有以下情形的，将强制退出竞价，中标结果无效：

被相关部门责令禁止参与机制电价竞价的；被相关部门责令停产、停业或进入破产程序的；被纳入全国企业信用信息公示系统经营异常名录或严重违法企业名单的；被纳入信用中国（青海）网站或全国信用信息共享平台（青海）严重失信惩戒名单的。

**第三章  竞价电量**

第八条【电量规模】首年竞价电量规模根据2025年6月1日起至2025年12月31日全容量投产的新能源项目上网电量规模与现有新能源非市场化比例确定。上网电量参照上年度同资源区风电、太阳能平均发电利用小时数，并扣除厂用电量计算得出。现有新能源非市场化比例，与2024年具有保障性质的新能源电量规模占2024年省内新能源上网电量规模的比例适当衔接。

后续年份电量规模综合年度非水可再生能源电力消纳责任权重完成情况、用户承受能力和支持新能源发展需要等因素确定。

第九条【组织分类】现阶段按技术类型分别设置机制电量规模，分别组织竞价。单一类别竞价主体较集中或整体规模较小缺乏有效竞争时，不再分类组织，合并统一竞价。后期逐步合并为统一组织竞价，不再区分技术类型。

第十条【申报上限】

集中式单个项目机制电量申报上限=装机容量(交流侧)×该电源类型年度发电利用小时数×（1-厂用电率）×上限比例。

分布式（分散式）项目机制电量申报上限=装机容量(交流侧)×(1-年度自发自用电量占发电量的比例)×该电源类型年度发电利用小时数×上限比例。

“该电源类型年度发电利用小时数”、“厂用电率”参考同类型电源近三年全省平均值，“年度自发自用电量占发电量的比例”参考同类型典型电站自发自用比例，“上限比例”考虑引导经营主体理性报量报价因素确定。以上参数在每年竞价通知中发布。

分散式风电、分布式光伏竞价代理商可申报机制电量上限为所代理每个项目的可申报机制电量上限之和。同场次，同一分散式、分布式项目主体只可选择一家代理商作为其竞价代理机构。

经营主体可在申报上限范围内申报电量，单位为“兆瓦时”，保留三位小数。

**第四章  竞价电价**

第十一条【竞价区间】竞价上限根据同类型电源合理成本收益、绿色价值、电力市场供需形势、用户承受能力等因素确定。初期为避免无序竞争设定竞价下限，具体参考同类型电源发电成本、支持新能源发展需要等因素确定。竞价上下限在每年竞价通知中发布。

第十二条【申报价格】经营主体可在竞价上下限范围内申报价格（含税），单位为“元/兆瓦时”，保留小数点后3位。

第十三条【出清机制】竞价采用边际出清方式确定出清价格，竞价时按报价从低到高确定入选项目，机制电价按入选项目最高报价确定。

第十四条【边际处置】出清价格仅对应一个申报项目的，该项目机制电量按实际剩余机制电量出清，且不超过该项目申报电量。出清价格对应两个及以上申报项目的，机制电量按申报电量占比分配剩余机制电量，单个项目所获机制电量不超过该项目申报电量，经四舍五入后取整数。

第十五条【执行期限】机制电价执行期限参照同类项目回收初始投资的平均期限等因素确定，具体期限在每年竞价通知中发布。

第十六条【执行时间】首年纳入机制电价执行范围的项目自下一年度1月1日起执行。后续年份竞价入选时已投产的项目自入选日次月1日起执行，入选时未投产的项目自实际投产日次月1日起执行（首年执行电量按月折算）。晚于申报投产时间投产的项目，承诺投产日次月1日至实际投产日期当月月底之间覆盖的机制电量（按月折算）自动失效。

第十七条【保函要求】已投产项目不需交纳履约保函。未投产项目应当提交履约保函，保函有效期到期时间不得早于申报投产日后9个月。

最低保函金额按照项目核准（备案）装机容量（交流侧）×该类电源售省内电量过去3年平均发电利用小时×该类电源过去3年平均上网电价×5%计算。

第十八条【保函退还】竞价结束后未入选的项目、入选后且全容量并网的项目均可申请退还保函。分散式风电、分布式光伏竞价代理商所代理项目共用一份保函的，其代理入选项目全部全容量并网后可申请退还保函。

**第五章  竞价流程**

第十九条【竞价时间】2025年竞价工作不迟于11月底组织。自2026年起，竞价工作原则上不迟于当年10月底组织。

第二十条【竞价组织】省发展改革委会同省能源局负责组织开展年度竞价工作，明确竞价电量规模、竞价主体类型、申报价格上下限、执行期限、竞价组织主体、竞价申报主体、竞价流程时间安排（包含退回流程及时间）、竞价出清方式、价格形成机制、竞价结果发布渠道、履约保函设置方式、金额、监督联系方式等内容。

第二十一条【竞价公告】电网企业应当按省发展改革委、省能源局要求，在2个工作日内发布竞价公告，明确竞价平台（网址）、竞价流程、竞价标的、需提供的竞价资质材料等内容。

第二十二条【资料提交】拟参与竞价的市场主体应根据竞价公告要求，在规定的期限内，通过竞价平台及时提交项目竞价资料。逾期未提交竞价资料的，视为自动放弃。

第二十三条【资料审核】电网企业应当对竞价主体提交资料的完整性、合规性进行审核，审核未通过的，应当及时退回市场主体并明确补正时限，逾期未补正提交或审核仍未通过的，取消当次竞价资格。电网企业的审核结果应当按要求报省发展改革委、省能源局确认。

第二十四条【审核公示】审核结束后，竞价平台对通过审核的项目名单进行公示，公示期为5个工作日。市场主体对公示结果有异议的，应当在公示期内提出，提供相关证明材料，由电网企业依规开展复核，对复核结果仍有异议的，可直接向省发展改革委、省能源局提出。

第二十五条【履约保函】通过审核的未投产项目竞价申报主体应当在5个工作日内按规定提交履约保函。已提交的履约保函，由电网企业负责审核，审核未通过的，应当在5个工作日内告知申报主体并明确补正时限，逾期未补正提交或审核仍未通过的，视为自动放弃。

第二十六条【竞价申报】参与新能源增量项目竞价的市场主体，应当以项目为单位，在规定申报时限内按照项目类型开展申报，并明确机制电量、机制电价等相关内容。申报信息以最后一次提交的内容为准。

第二十七条【竞价出清】电网企业根据本细则第十三条、第十四条规定开展竞价出清。出清结果经省发展改革委会同省能源局确认后，竞价平台对出清的项目名称、项目类型、机制电量、机制电价等信息进行公示，公示期为3个工作日。竞价申报主体对公示结果有异议的，应当在公示期内提出，提供相关证明材料，由电网企业依规开展复核，对复核结果仍有异议的，可直接向省发展改革委、省能源局提出。

第二十八条【结果公布】公示结束后，由省发展改革委、省能源局发布竞价结果，电网企业在竞价平台转载。

第二十九条【协议签订】竞价结果公布1个月内（截止时间应在当年12月31日前），电网企业应当与经营主体签订差价协议，逾期未签订协议的视为自动放弃，取消该项目当次竞价结果，该项目不得参与后续竞价。

第三十条【后续竞价】当次竞价未入选项目仍可参与后续竞价，获得机制电量前可正常参与电力市场交易(含中长期交易等)。当次竞价入选公布的项目不得参与后续竞价。

**第六章  保障机制**

第三十一条【逾期处置】新能源增量项目自申报投产日次月1日起计时，至全容量投产日但不超过6个月的，电网企业应当根据延期天数，每日按履约保函金额的1‰，在项目实际投产后一次性扣除违约金，剩余履约保函资金应当在5个工作日内返还。

全容量投产时间较申报投产日次月1日晚于6个月以上时，该项目当次竞价结果作废，由电网企业扣除全部履约保函金额，该项目不得参与后续竞价。

扣除的履约保函资金纳入系统运行费，由全体工商业用户分享。

第三十二条【免责条款】新能源增量项目因重大政策调整、自然灾害等不可抗力因素导致未按期全容量投产的，经市场主体申请，省能源局、省发展改革委认定后，可予免责。

**第七章  附则**

第三十三条 本细则相关规定如遇国家政策调整，按国家政策执行。省内现行政策规定与本细则不符的，以本细则为准。

第三十四条 本细则由省发展改革委、国家能源局西北监管局、省能源局按职责分工解释。